

Mercado e aspectos técnicos dos sistemas submarinos de produção de petróleo e gás natural

André Pompeo do Amaral Mendes, Rodrigo Antonio Parra Romeiro
e Ricardo da Cunha Costa

<http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>

Mercado e aspectos técnicos dos sistemas submarinos de produção de petróleo e gás natural

André Pompeo do Amaral Mendes
Rodrigo Antonio Parra Romeiro
Ricardo da Cunha Costa*

Resumo

O mercado mundial de sistemas submarinos está estimado na faixa de US\$ 60 a US\$ 94 bilhões para o período de 2011 a 2015, e o Brasil é um dos principais consumidores, em razão do desenvolvimento da produção em águas profundas. Para esse período, estão previstos investimentos em equipamentos submarinos no país da ordem de US\$ 14 bilhões. Até o ano de 2020, a produção de petróleo nacional deverá ser de cerca de seis milhões de barris por dia, ou seja, 186% superior à do ano de 2010. A produção no mar representará, pelo menos, 97% da produção nacional, um aumento de cerca de 200% no período. Portanto, a expectativa de demanda de equipamentos submarinos no país para os próximos anos será vultosa, podendo ultrapassar o valor de R\$ 50 bilhões até o ano de 2020. Neste artigo serão descritos os aspectos técnicos dos principais equipamentos submarinos para a produção de petróleo e gás natural no mar. Serão abordadas questões sobre

* Respectivamente, gerente, engenheiro e chefe do Departamento da Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás da Área de Insumos Básicos do BNDES.

a sustentabilidade econômica do mercado de petróleo e de equipamentos submarinos no longo prazo, bem como de sua estrutura no mercado global e nacional. Além disso, serão mostrados os balanços de oferta e demanda dos principais equipamentos no mercado brasileiro e a necessidade ou não de novos investimentos para cada segmento.

Introdução

Durante os últimos quarenta anos, com a depletação dos reservatórios terrestres e dos campos marítimos em águas rasas, a produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas ganhou relevância na geopolítica mundial do petróleo. Nesse novo cenário, com lâminas d'água variando entre trezentos e dois mil metros, os sistemas submarinos de produção tornaram-se imprescindíveis nas estratégias de desenvolvimento de novos campos das operadoras de petróleo, em particular na plataforma continental brasileira, cujas maiores acumulações encontram-se a profundidades superiores a mil metros.

À medida que a produção de petróleo avançou em direção a águas ultraprofundas, maiores foram os investimentos no desenvolvimento de materiais e técnicas de produção, de forma a atender às condições cada vez mais severas de pressão e temperatura do meio submarino. Nesse sentido, é notória a importância da inovação para a produção de petróleo em grandes profundidades, especialmente para os países produtores em grande escala, como Noruega e Reino Unido, nos quais a indústria do petróleo e gás natural (P&G) se tornou um dos principais indutores do desenvolvimento econômico local.

Por se mostrar intensivo em tecnologia, o segmento de sistemas submarinos demanda de sua cadeia de subfornecedores de peças, acessórios e insumos uma constante elevação dos padrões de qualidade e busca novas soluções capazes de suprir a crescente demanda mundial prevista para os próximos anos. Assim, esse segmento mostra-se uma peça-chave em políticas de aumento de conteúdo local (CL) no setor de P&G, uma vez que o investimento em aumento de capacidade de produção e inovação deve ocorrer durante todos os elos da cadeia produtiva, atingindo, até mesmo a micro, pequena e média empresa (MPME) e empresas multissetoriais que dela fazem parte.

O mercado mundial de sistemas submarinos está estimado na faixa de US\$ 60 a US\$ 94 bilhões para período 2011-2015, e o Brasil é um dos principais consumidores, em razão do desenvolvimento da produção na-

cional em águas profundas. Para esse período estão previstos investimentos domésticos em equipamentos submarinos da ordem de US\$ 14 bilhões. Até o ano de 2020, a produção de petróleo nacional deverá ser de cerca de seis milhões de barris por dia, ou seja, 186% superior à do ano de 2010. A produção no mar representará, pelo menos, 97% da produção nacional, um aumento de cerca de 200% no período. Portanto, a expectativa de demanda de equipamentos submarinos no país para os próximos anos será vultosa, podendo ultrapassar o valor de R\$ 50 bilhões até o ano de 2020.

A seguir, serão descritos os aspectos técnicos dos principais equipamentos submarinos para a produção de petróleo e gás natural no mar. Posteriormente, serão abordadas questões sobre a sustentabilidade econômica do mercado de petróleo e de equipamentos submarinos no longo prazo, bem como de sua estrutura no mercado global e nacional. Além disso, serão mostrados os balanços de oferta e demanda dos principais equipamentos no mercado brasileiro e as necessidades ou não de novos investimentos para cada segmento. Por fim, na última seção serão explicitadas as principais conclusões deste artigo.

Sistemas submarinos

Cada sistema submarino de produção é composto basicamente por três tipos de subsistemas:¹ (i) equipamentos submarinos; (ii) linhas submarinas; e (iii) sistemas de controle e alimentação. Entre os equipamentos submarinos, destacam-se as cabeças de poço e as árvores de natal molhadas. Já as linhas flexíveis e os umbilicais são considerados os principais componentes das linhas submarinas. Por fim, as unidades hidráulicas, unidades elétricas e estação de controle mostram-se os mais relevantes elementos do sistema de controle, ainda que se encontrem todos instalados nas plataformas de produção, e não no leito marinho.

Os sistemas submarinos podem apresentar diversas configurações, variando da mais simples, na qual um único poço, chamado de satélite, encontra-se ligado a uma plataforma fixa, até a mais complexa, em que diversos poços estão interligados a um coletor (*manifold*) e este a uma unidade flutuante de produção. O arranjo submarino (Figura 1) depende, basicamente, dos seguintes pontos: (i) número e posicionamento dos poços; (ii) comprimento e diâmetro das linhas de produção; (iii) localização e tipo de

¹ Uma vez que o presente estudo tem como escopo apenas os principais componentes dos sistemas submarinos, não serão aqui abordados os equipamentos e serviços associados à perfuração e intervenção de poços, tampouco os equipamentos e acessórios internos à coluna de produção.

Figura 1 | Visão geral de um sistema submarino

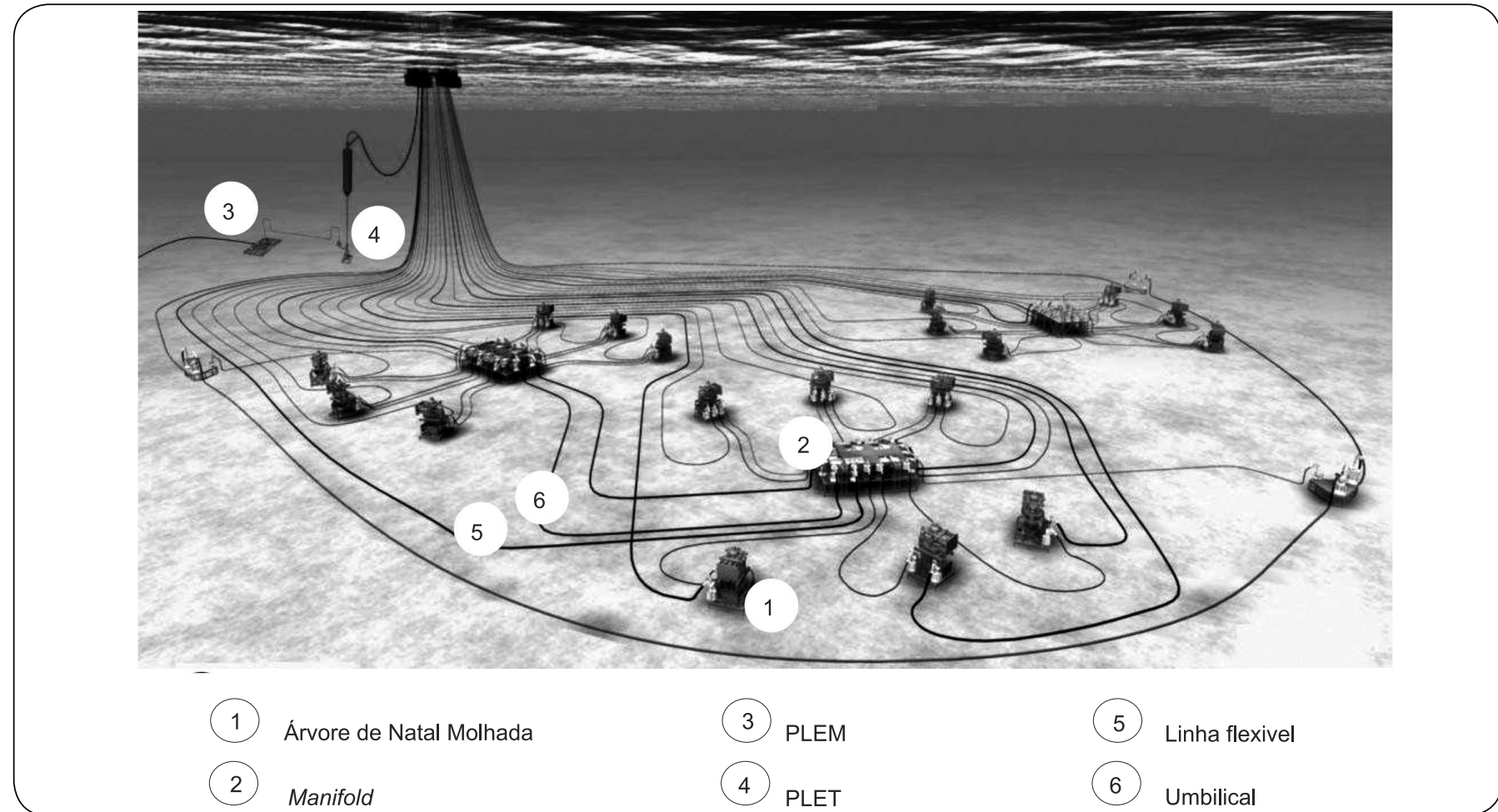


Imagem cedida pela Petrobras.

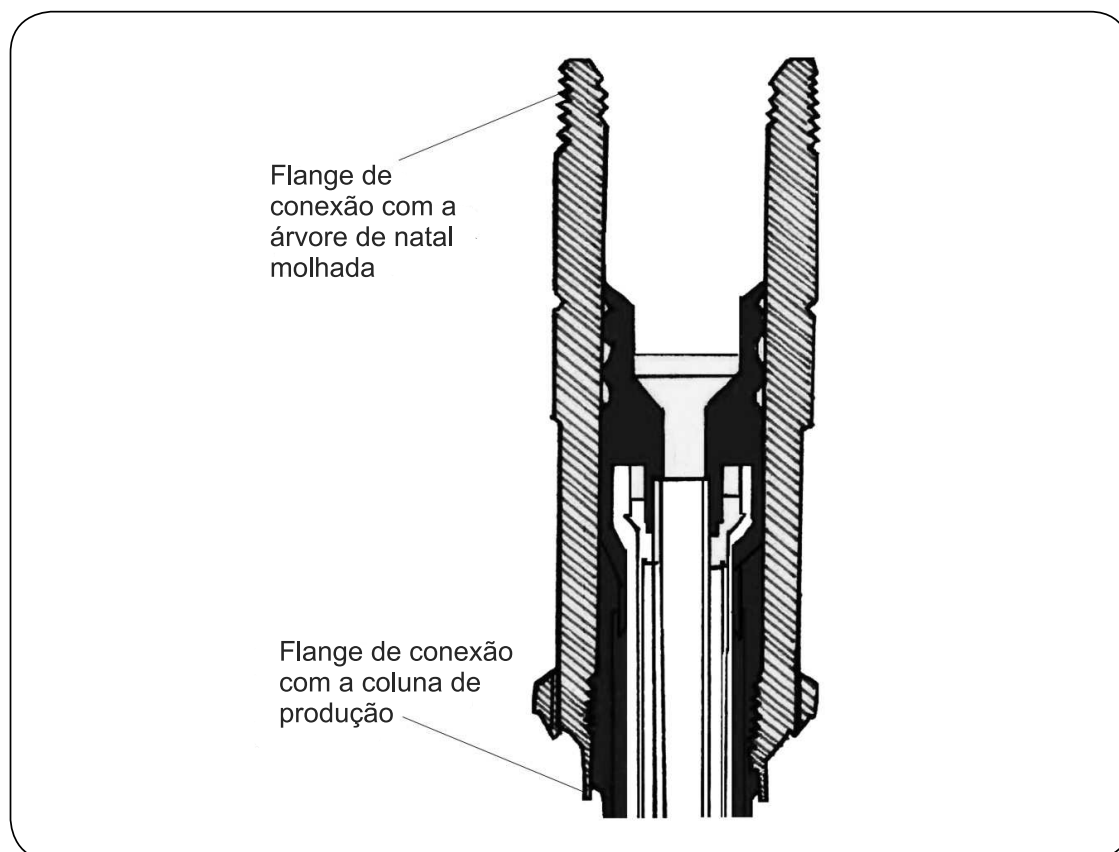
ancoragem da plataforma; (iv) meios de instalação disponíveis; (v) condições desejadas de produção; e (vi) necessidade de meios para elevação artificial.²

Equipamentos submarinos

Cabeça de poço submarina

Cabeça de poço é um termo utilizado para denominar o equipamento, em forma de carretel, responsável por suportar e, em alguns casos, fixar os equipamentos e internos na coluna de produção, permitindo acesso, de forma segura, a esta durante todo seu ciclo de vida. Nos campos em águas rasas, pode estar instalado não no leito marinho, mas nas plataformas ou em uma unidade terrestre.

Figura 2 | Cabeça de poço



Fonte: Elaboração própria.

² Método pelo qual o petróleo produzido é conduzido até a superfície com o auxílio de equipamentos ou fluidos, visto que a pressão realizada pelo reservatório não é suficiente para realizar, por si só, esse transporte. Essa baixa pressão pode ser tanto uma característica intrínseca da formação, quanto pode decorrer da depletação do reservatório ao longo de sua vida útil.

A cabeça de poço submarina permanece conectada, por meio de seu flange inferior, à coluna de produção e, pelo superior, à árvore de natal molhada (Figura 2), permitindo, assim, o acesso à coluna de produção no caso de operações de perfuração, completação, intervenção e teste do poço [Thomas *et al.* (2004)]. Por suas saídas laterais, é possível realizar injeção de gás natural na coluna de produção para *gas-lift*³ e de produtos químicos ou gás para amortecimento do poço.

Árvore de natal molhada

Árvore de natal molhada (ANM) é um equipamento instalado no leito marinho, sobre a cabeça de poço. Composto basicamente por válvulas tipo gaveta, linhas de fluxo e elementos de controle, sua finalidade principal é controlar a vazão de fluidos produzidos, desde o poço até a plataforma de produção, e a vazão de água de injeção ou gás natural da plataforma para o reservatório petrolífero. Por meio dela, também são medidos parâmetros como pressão do poço, temperatura e volume de areia produzida, imprescindíveis para se mitigar danos à formação e minimizar possíveis riscos de vazamentos.

As ANM podem ser classificadas, segundo Tavares (2008), como verticais ou horizontais (Figura 3). No primeiro caso, suas principais válvulas estão alinhadas com a coluna de produção, sendo necessária a desmontagem das válvulas para acesso à coluna de produção. São, portanto, recomendadas para as situações em que a completação⁴ do poço se encontra finalizada durante a fase de instalação da árvore de natal. Nas ANM horizontais, as válvulas ficam paralelas ao poço, o que permite livre acesso à coluna, sem necessidade de intervenção. São, portanto, indicadas para os casos em que seja necessária a completação depois da instalação da árvore de natal.

Outros dois fatores são decisivos na escolha do tipo de ANM: custo e peso/dimensões. Por ser o custo de uma ANM horizontal cinco vezes superior ao de uma ANM vertical, a primeira tende a ser utilizada apenas nos casos

³ Método de elevação artificial do petróleo, por meio do qual gás natural é injetado na coluna de produção, a fim de reduzir a densidade do fluido produzido e facilitar seu escoamento até a plataforma. Por ser tratar de um circuito fechado, todo o gás empregado nesse método de elevação é recuperado nos equipamentos destinados à separação óleo-gás-água da plataforma de produção.

⁴ Conjunto de atividades realizadas após a perfuração que visa equipar o poço com todos os acessórios necessários tanto para produção segura de petróleo ou gás natural quanto para a injeção de fluidos no reservatório [ver Thomas *et al.* (2004)].

em que as intervenções no poço são frequentes. Por outro lado, limitações de espaço ou de equipamentos de movimentação de cargas podem inviabilizar o uso de ANM verticais, uma vez que são maiores e mais pesadas que as horizontais, conforme observam Yong *et al.* (2010).

Figura 3 | Árvore de natal molhada horizontal

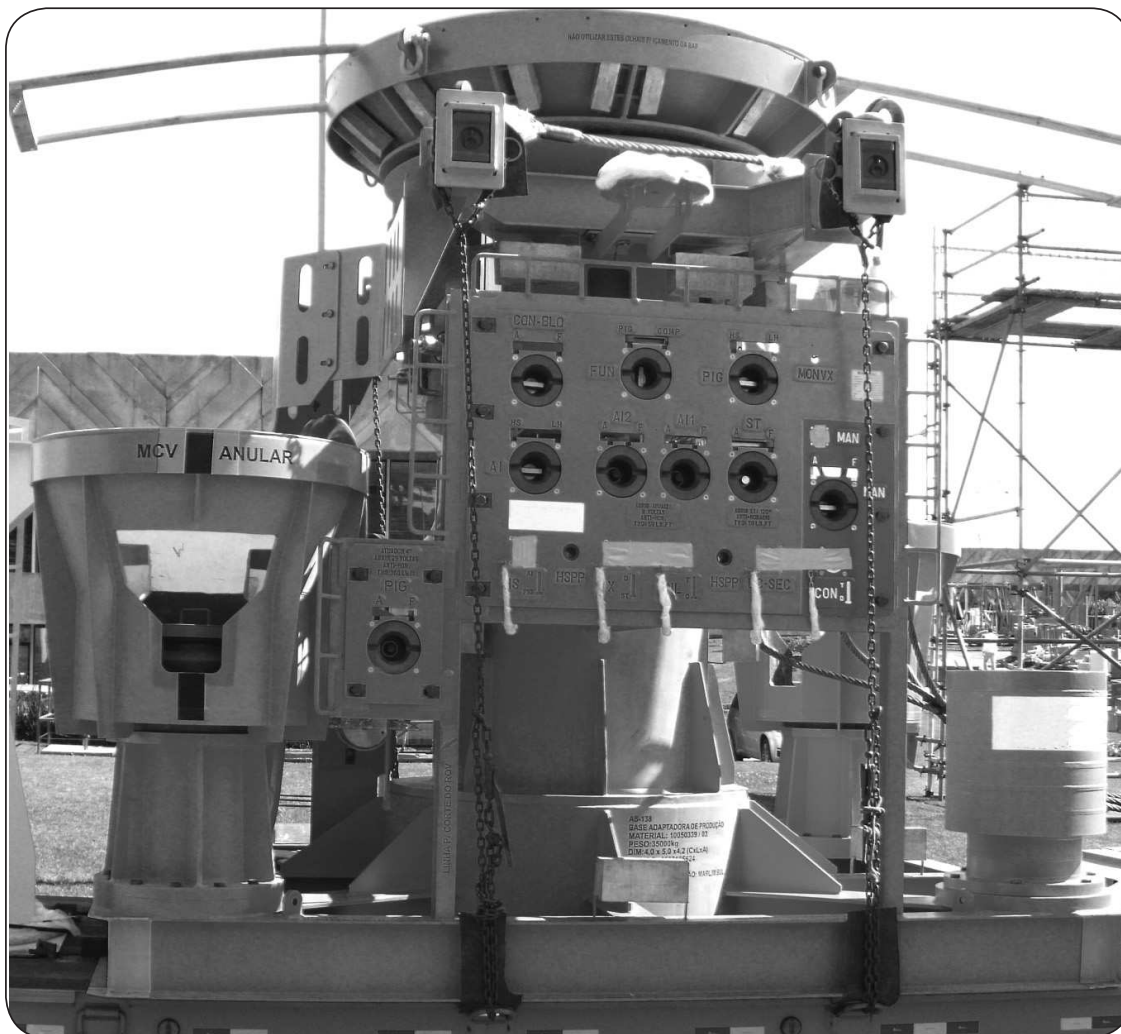


Imagem cedida pela fabricante Aker Solutions.

Coletores submarinos

Os principais equipamentos submarinos de coleta de fluidos são: (i) *manifold*; (ii) *pipeline end manifold* (PLEM); e (iii) *pipeline end termination* (PLET).

O *manifold* tem a função principal de coletar os fluidos produzidos em diversos poços e transportá-los por meio de uma única linha, reduzindo, assim, a quantidade de linhas que chegam até a plataforma de produção,

denominadas *risers*. Esse equipamento pode ser utilizado também para receber, via uma única linha, água ou gás de injeção da plataforma para distribuição em diversos poços injetores,⁵ ou ainda, como conector entre os diversos equipamentos instalados em um arranjo submarino.

É constituído por uma série de tubulações, cada qual com um trabalho específico (coleta de fluidos, injeção de produtos químicos, exportação e teste de poço); por um conjunto de válvulas de controle e bloqueio; e por subsistemas eletroeletrônicos, para monitoramento, controle e conexão com a plataforma.

A utilização de *manifolds*, considerando o elevado custo das linhas rígidas, pode tornar economicamente viável um projeto, que sem o emprego de tais equipamentos indicaria um VPL negativo.

O PLEM é utilizado para coletar os fluidos de duas ou mais linhas, direcionando esses fluidos para um *manifold* ou outro PLEM, e não para a plataforma de produção. Esse equipamento pode ainda ser empregado na interconexão entre novos equipamentos submarinos e um arranjo submarino existente, bem como “ponto de espera” para futuras instalações de equipamentos.

A finalidade do PLET é conectar uma linha flexível a uma linha rígida, a qual transportará os fluidos produzidos para uma plataforma, uma monoboia ou uma instalação terrestre. Como também reduz a quantidade de linhas rígidas, resulta em menores investimentos em dutos de exportação.

Linhas submarinas

Linha flexível

O termo linhas flexíveis (*flowlines*) é normalmente empregado para denominar as tubulações utilizadas para conectar os equipamentos de um arranjo submarino, transportando hidrocarbonetos até a base do *riser*. Com diâmetros de até 18 polegadas, elas podem, ainda, ser usadas para transporte de água de injeção ou produtos químicos da plataforma até o sistema submarino. Via de regra, essas linhas permanecem apoiadas ou muito próximas ao leito marinho, não sofrendo, com isso, grandes esforços decorrentes das marés ou do movimento das plataformas.

⁵ Poços pelos quais se injeta água do mar tratada ou gás natural desidratado na formação, cuja finalidade é manter a pressão do reservatório estável ao longo da fase de produção dos poços. A utilização de tal procedimento resulta no aumento do volume de petróleo recuperável.

Ainda que exista uma diferenciação conceitual entre linha flexível e *riser*,⁶ ambos são idênticos do ponto de vista construtivo, sendo compostos por uma sucessão de camadas poliméricas e metálicas, que garantem à tubulação a flexibilidade e a resistência mecânica necessárias para suportar as condições de pressão e temperatura tanto do ambiente marinho, quanto do fluido que transportam. As camadas comumente encontradas em uma linha flexível (Figura 4) e suas respectivas funções, vistas da parte mais interna para a mais externa, são:

Figura 4 | Camadas que compõem as linhas flexíveis

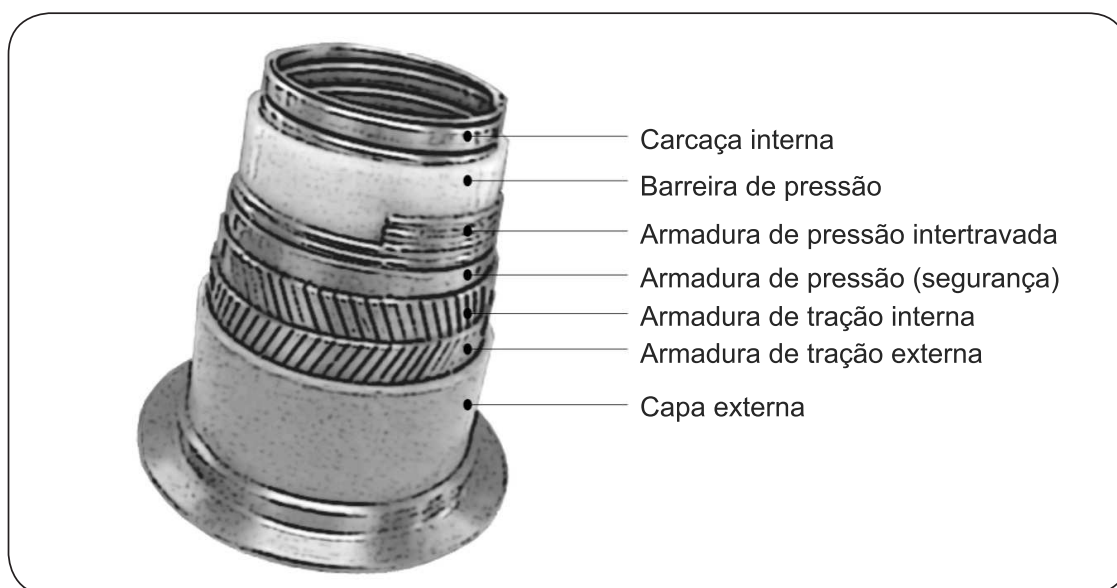


Imagem cedida pela Petrobras.

- carcaça interna em aço inoxidável AISI 304: prevenção de colapso por pressão externa;
- barreira de pressão interna em poliamida: estanqueidade para os fluidos transportados;
- armadura de pressão em espiral em aço carbono: suportar esforços radiais;
- camada intermediária em poliamida ou polietileno de alta densidade: reduzir a fricção entre a espiral e a armadura de aço;

⁶ Os *risers*, além de apresentarem diâmetros de até 24 polegadas, requerem uma série de análises mecânicas para sua utilização por permanecerem perpendiculares ao leito marinho e estarem, assim, sujeitos aos movimentos da água do mar e da plataforma. Mais comum para lâminas d'água menores, o *riser* pode também ser fabricado em materiais metálicos, recebendo nesse caso a denominação de *riser* rígido.

- armadura de tração em aço carbono: suportar as cargas axiais;
- camada externa em poliamida ou polietileno de alta densidade: proteger a camada de estrutura contra corrosão e abrasão e unir as camadas inferiores; e
- proteção antiabrasiva em aço inoxidável AISI 316L: proteger o *riser* no trecho em contato com fundo do mar.

Aplica-se ainda um revestimento térmico externo à camada de proteção antiabrasiva, nos casos em que a manutenção da temperatura do fluido transportado é necessária.

Com a intensificação da produção de petróleo em águas ultraprofundas, observa-se um grande investimento em PD&I por parte das empresas fabricantes de linhas na busca de materiais, a exemplo de revestimentos orgânicos ou ligas de cromomolibdênio, capazes de suportar as crescentes pressões e concentrações de contaminantes, principalmente o CO₂ e H₂S, às quais as linhas flexíveis encontram-se sujeitas.

Umbilical

Umbilical é um conjunto de tubulações, mangueiras e cabos, organizada-mente distribuídos ao longo da seção transversal de uma carcaça cilíndrica protetora (Figura 5), cuja função é conduzir fluidos hidráulicos, produtos químicos, além de energia elétrica e sinais de controle e ópticos, da plataforma até os equipamentos posicionados no leito marinho.

Com diâmetros externos de até dez polegadas, os umbilicais permitem controlar e monitorar: (i) a operação dos poços de produção e injeção; (ii) a intervenção nos poços; (iii) a injeção de produtos químicos nos reservatórios; e (iv) a alimentação elétrica do sistema submarino.

Figura 5 | Elementos que constituem os umbilicais (seção transversal)

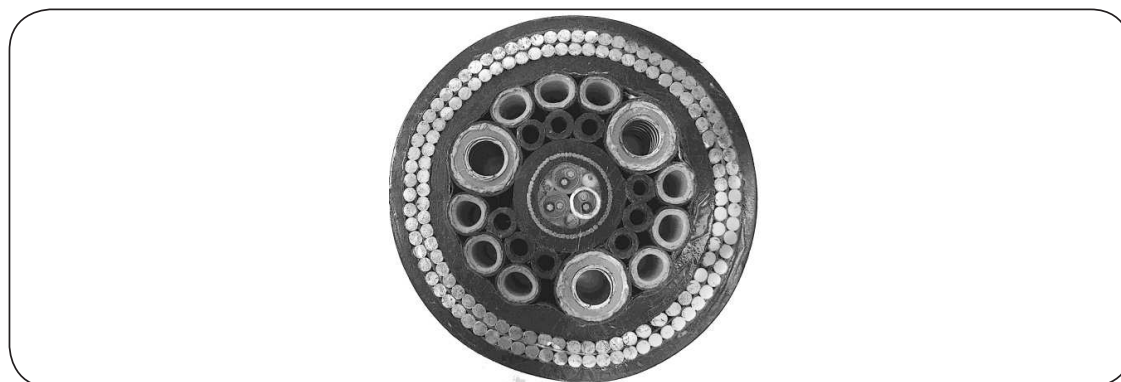


Imagem cedida pela Petrobras.

A quantidade de tubos que compõem o umbilical depende da complexidade do sistema submarino, e o comprimento desses tubos é determinado pela distância entre os equipamentos submarinos e a plataforma.

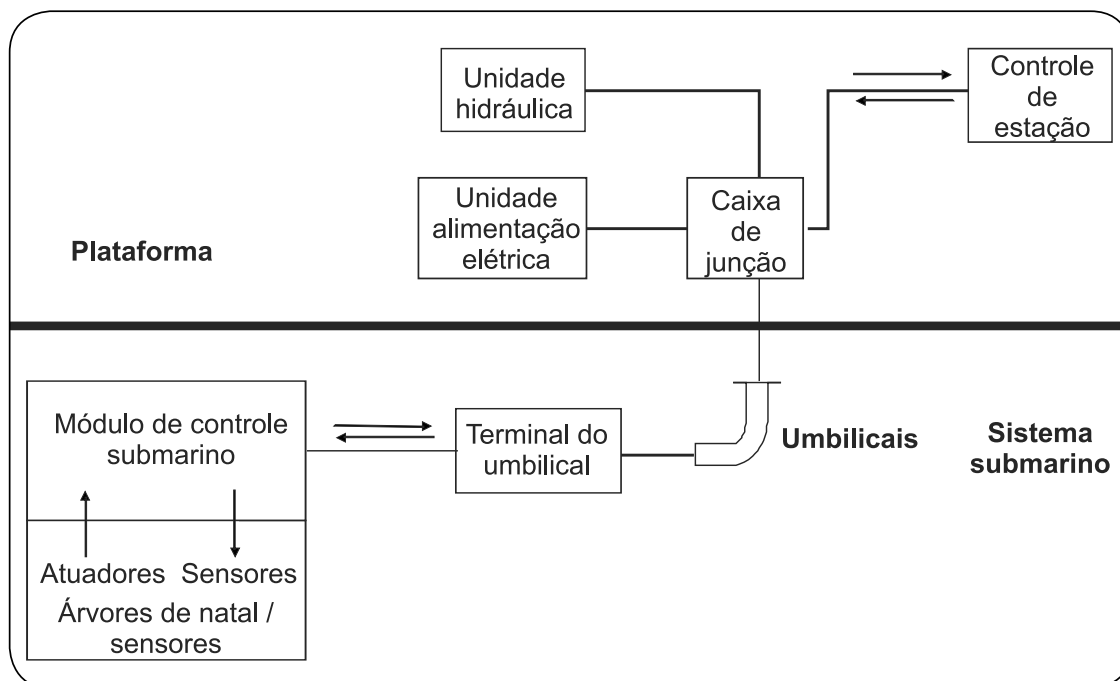
Quando utilizados para transmissão de potência, os umbilicais são conectados diretamente aos equipamentos submarinos por meio de conectores projetados para operar imersos em água do mar ou por meio de caixas de junção submarinas, que distribuem a energia elétrica para os consumidores.

Sistemas de controle e alimentação submarina

Sistema de controle

O sistema de controle desempenha a função de operar as válvulas das ANM, *manifolds* e tubulações do arranjo submarino, bem como de monitorar e transmitir para a plataforma todas as variáveis de produção, como temperatura, pressão e presença de areia (Figura 6).

Figura 6 | Esquema do sistema de controle submarino



Fonte: Elaboração própria.

Apesar de seu baixo custo, o sistema de controle é considerado o coração dos sistemas submarinos de produção, demandando, portanto, elevados padrões de confiabilidade e disponibilidade. Em função da grande interface

que apresenta com a plataforma, esse sistema requer especial atenção durante as fases de projeto, aquisição e comissionamento. Sua disposição no arranjo submarino também é fundamental para redução dos gastos com tubulações, conectores e cabeamento, além de ser estratégico para a manutenção e a remoção de equipamentos do leito marinho [Yong *et al.* (2010)].

O sistema de controle pode ser classificado como hidráulico, elétrico ou eletro-hidráulico, dos quais este último é o mais utilizado hoje em dia. Usualmente é composto por:

- (I) Unidade hidráulica: responsável pelo fornecimento contínuo de fluido hidráulico desprovido de resíduos às válvulas remotamente operadas.
- (II) Unidade de alimentação elétrica: permite alimentação elétrica contínua aos consumidores do sistema submarino.
- (III) Estação de controle: possibilita a interface entre o operador da plataforma e os equipamentos do sistema submarino.
- (IV) Módulo de controle submarino: realiza a comunicação entre a estação de controle e ANM/*manifold* do arranjo submarino.

A unidade hidráulica (HPU) desempenha um papel fundamental no controle submarino, pois é por meio dela que as válvulas remotamente operadas são acionadas para abertura ou fechamento. Assim, o correto dimensionamento desse sistema mostra-se vital para que questões de segurança, como descontrole do poço, ou ambientais, como vazamentos, sejam minimizadas.

Sistema de alimentação elétrica

A função do sistema de alimentação é gerar, distribuir e transmitir energia aos equipamentos do arranjo submarino, permitindo o acionamento destes. Ele é dimensionado de acordo com o sistema de controle e pode ser do tipo hidráulico ou elétrico, sendo este o mais aplicado na atualidade [Yong *et al.* (2010)].

No caso dos sistemas elétricos, a geração de energia ocorre, normalmente, em uma estação em terra ou na própria plataforma, por meio de turbogeradores. Tendo em vista que a contínua produção de petróleo depende da disponibilidade permanente de energia elétrica, via de regra utiliza-se uma fonte ininterrupta de energia (UPS) entre a geração e os consumidores, permitindo que os equipamentos submarinos sigam operacionais, mesmo durante uma falha no fornecimento de energia.

A transmissão ocorre desde a unidade de alimentação elétrica (Figura 7) até o sistema submarino de distribuição, por meio de umbilicais específicos para esse fim. A distribuição de energia elétrica, por sua vez, interliga os terminais submarinos dos umbilicais a cada um dos poços de produção. Cabos elétricos dedicados são ainda utilizados para alimentação de um componente em particular.

Equipamentos submarinos para processamento primário de petróleo

Os sistemas submarinos despontam como um dos principais focos inovativos do setor de petróleo e gás, em razão de sua potencialidade em reduzir drasticamente os investimentos em instalações de produção e os custos operacionais a elas associados. Nas duas últimas décadas, grandes foram os investimentos em P&D para o desenvolvimento de equipamentos submarinos para Processamento Primário de Petróleo,⁷ os quais possibilitam, para águas rasas, a dispensa parcial ou total de uma plataforma para produção.

Testes em escala industrial já ocorrem em países como Noruega e Brasil, com o intuito de adaptar tais equipamentos às condições de pressão, temperatura e contaminantes dos reservatórios localizados em águas profundas e ultraprofundas. Entre os principais desenvolvimentos, destacam-se:

- (I) Separação Submarina Água-Óleo: separação da água livre⁸ produzida juntamente com o petróleo;
- (II) Desidratação Supersônica Submarina de Gás Natural: remoção de moléculas de água dispersas no gás natural;
- (III) Compressão Submarina de Gás Natural: compressão do gás natural para exportação para terra; e
- (IV) Injeção Submarina de Água Bruta⁹ ou de Água Produzida: captação e filtração de água do mar para posterior injeção em reservatórios de petróleo ou reinjeção de água produzida no reservatório do qual foi extraída.

⁷ Refere-se ao tratamento inicial dos hidrocarbonetos, realizado em instalação *offshore*, o qual consiste na separação de todos os fluidos produzidos na formação, sejam eles óleo, gás natural ou água produzida, enquadrando-os nos requisitos mínimos para exportação, reinjeção ou descarte.

⁸ Água presente na formação, a qual não se encontra em emulsão com o petróleo. A separação da água livre baseia-se no princípio da decantação (separação gravitacional) das moléculas de água produzida (mais pesadas) em relação às de petróleo (mais leves).

⁹ Água do mar captada próxima ao leito marinho.

Mercado de equipamentos submarinos (*subsea*)

O mercado de equipamentos submarinos surgiu em meados da década de 1940 com a exploração e produção de petróleo em águas rasas. Depois dos choques de petróleo na década de 1970, essa indústria foi impulsionada não só pelo aumento de produção de petróleo *offshore*, mas também pelo avanço tecnológico dos equipamentos submarinos necessários para a produção desse tipo de petróleo. Com o preço do petróleo mais alto, tornou-se viável economicamente sua exploração e produção em águas profundas; também, por consequência, tornaram-se viáveis o crescimento e o grande desenvolvimento da indústria de *subsea* na área de petróleo e gás natural.

A sustentabilidade econômica da indústria de equipamentos submarinos e de seu mercado está atrelada diretamente à sustentabilidade da indústria do petróleo no longo prazo. Sendo assim, para saber se, de fato, aquela indústria é sustentável no longo prazo, deve-se analisar primeiramente a sustentabilidade do petróleo e gás natural como fonte de energia na matriz energética global, para, posteriormente, analisar-se, sob a ótica microeconômica, a estrutura de mercado global e nacional.

Sustentabilidade de longo prazo da indústria do petróleo e de equipamentos submarinos (*subsea*)

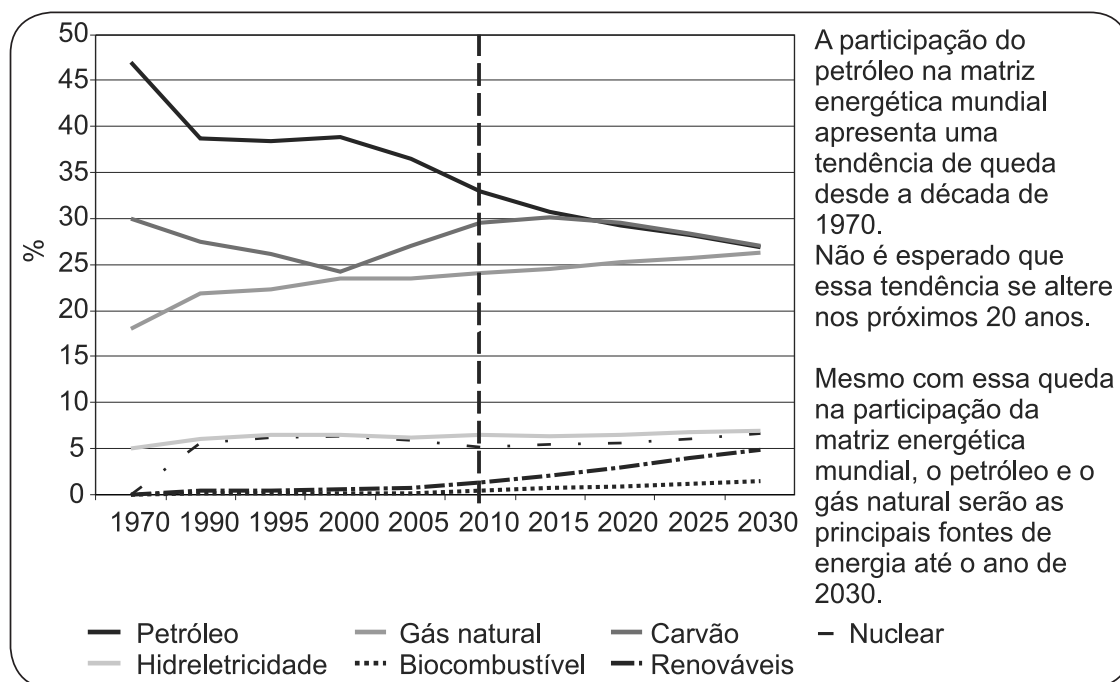
A moderna indústria do petróleo existe há mais de 150 anos, porém, desde a década de 1970, a participação do petróleo na matriz energética mundial vem se reduzindo de forma sistemática. Naquela época, sua participação era cerca de 47% da matriz energética mundial. Quando se considera o gás natural, o qual provém da mesma indústria, a participação de hidrocarbonetos na matriz energética global se situava em torno de 65% naquele período. Atualmente, a participação do petróleo na matriz energética é de 33%, e é provável que sua participação continue se reduzindo pelos próximos vinte anos conforme observado no Gráfico 1.

Estima-se que, em 2030, a matriz energética mundial seja composta por 27% de petróleo e 26% de gás natural, ou seja, 53% da matriz energética será formada por hidrocarbonetos. Mesmo com essa queda na importância relativa entre as fontes de energia ao longo das décadas, os hidrocarbonetos continuarão sendo a principal fonte de energia mundial nos próximos vinte anos.

A redução na participação relativa do petróleo na matriz energética global não significa que haverá redução de sua demanda e oferta no futuro. Ao

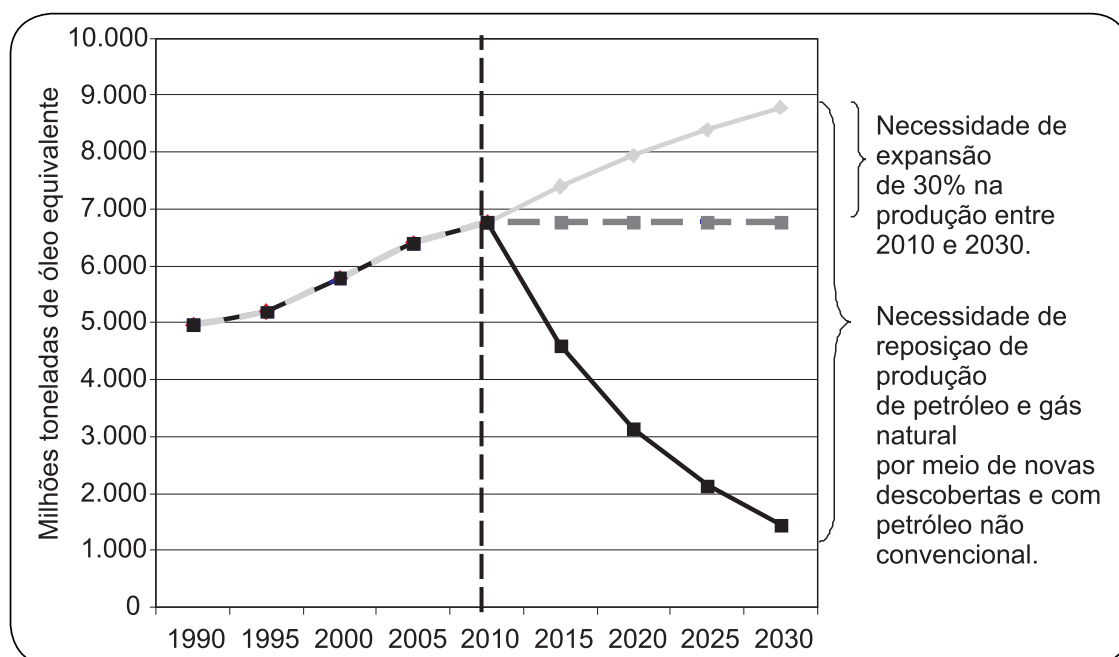
contrário, admite-se que a demanda e oferta de petróleo e gás natural cresçam cerca de 30% até o ano de 2030, como pode ser observado no Gráfico 2.

Gráfico 1 | Participação na matriz energética mundial



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da BP (2011).

Gráfico 2 | Produção de petróleo e gás natural

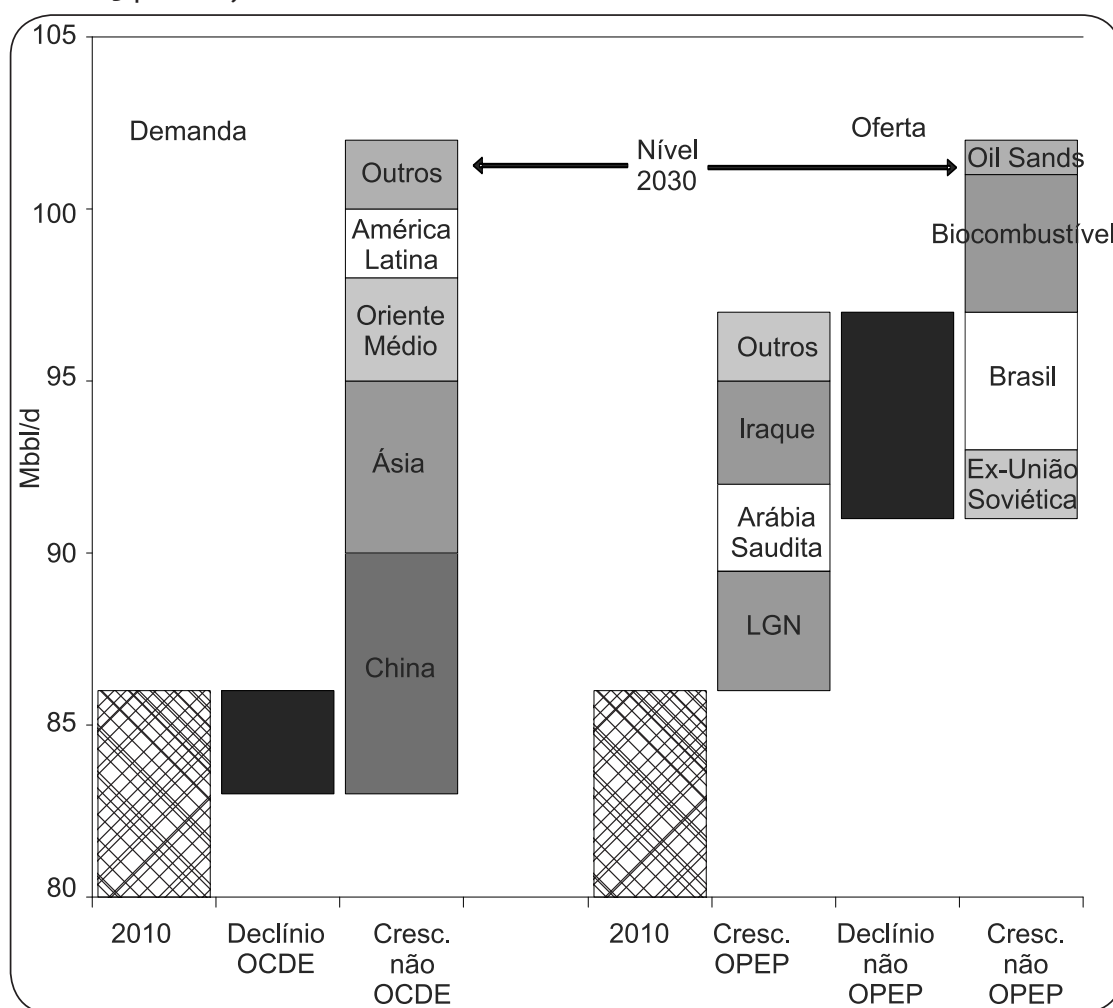


Fonte: Elaboração própria, com base em dados de BP (2011).

Adicionalmente, além da necessidade do aumento da produção em relação ao patamar do ano de 2010, haverá a necessidade de reposição de produção, em um montante quase similar ao dos dias atuais. Isso significa que, para atender ao crescimento de demanda por hidrocarbonetos para os próximos vinte anos, a produção de petróleo deverá contar com novas descobertas e com petróleo não convencional (águas profundas, *oil sands*, GTL etc.).

O balanço de oferta e demanda de energia no estado líquido (petróleo e biocombustíveis) de longo prazo somente entrará em equilíbrio caso seja considerada a produção de petróleo em águas profundas, como também a de *oil sand* (Gráfico 3). Como haverá necessidade de produção de petróleo *offshore* para equilibrar o balanço energético de oferta e demanda, isso proporcionará a sustentabilidade de longo prazo da indústria de equipamentos para a produção de óleo no mar.

Gráfico 3 | Balanço de oferta e demanda

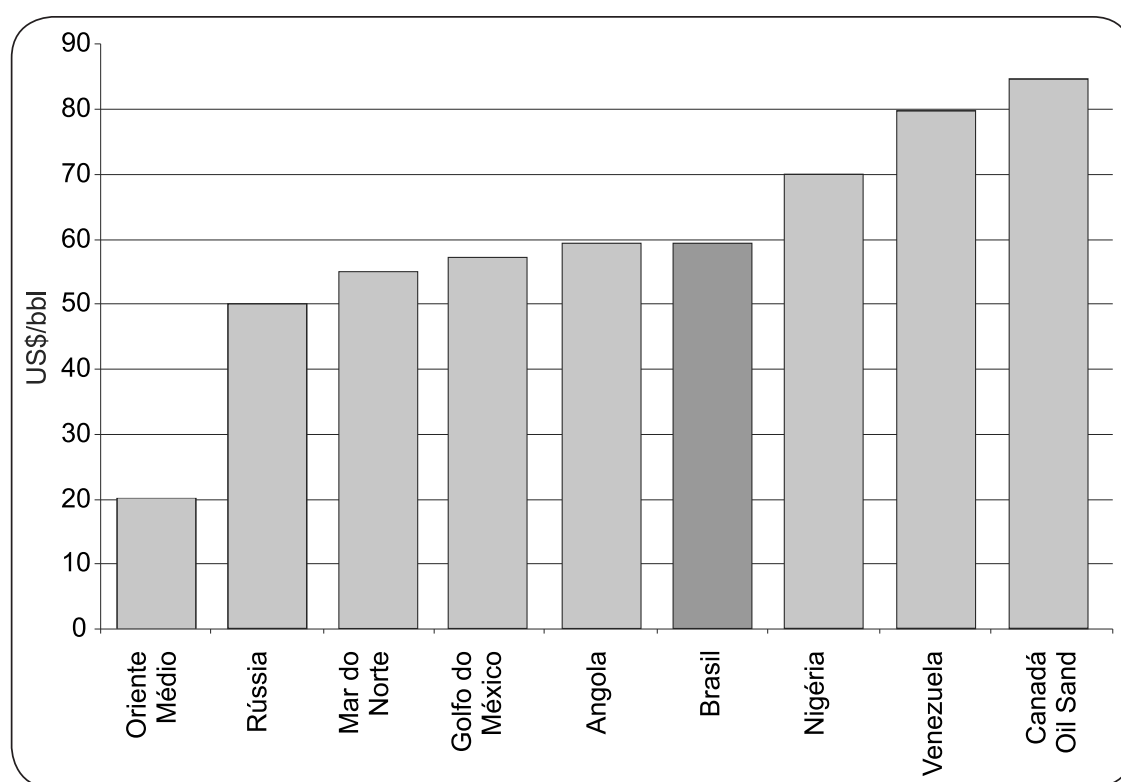


Fonte: Elaboração própria, com base em dados da BP (2011).

Estima-se que o Brasil será um dos grandes produtores mundiais de óleo em águas profundas em 2030, e o Canadá será o principal produtor de *oil sands*. Por outro lado, esses tipos de petróleo têm custos de produção elevados e necessitam de maior tecnologia para serem produzidos.

Os custos de produção de petróleo não convencionais são os mais caros do mundo. Por exemplo, o custo de expansão de produção de *oil sand* é de cerca de US\$ 85/bbl. Já a produção de petróleo *offshore* fica em torno de US\$ 55/bbl a US\$ 80/bbl. No Gráfico 4, pode-se observar o custo marginal de expansão de produção por região.

Gráfico 4 | Custo marginal de expansão



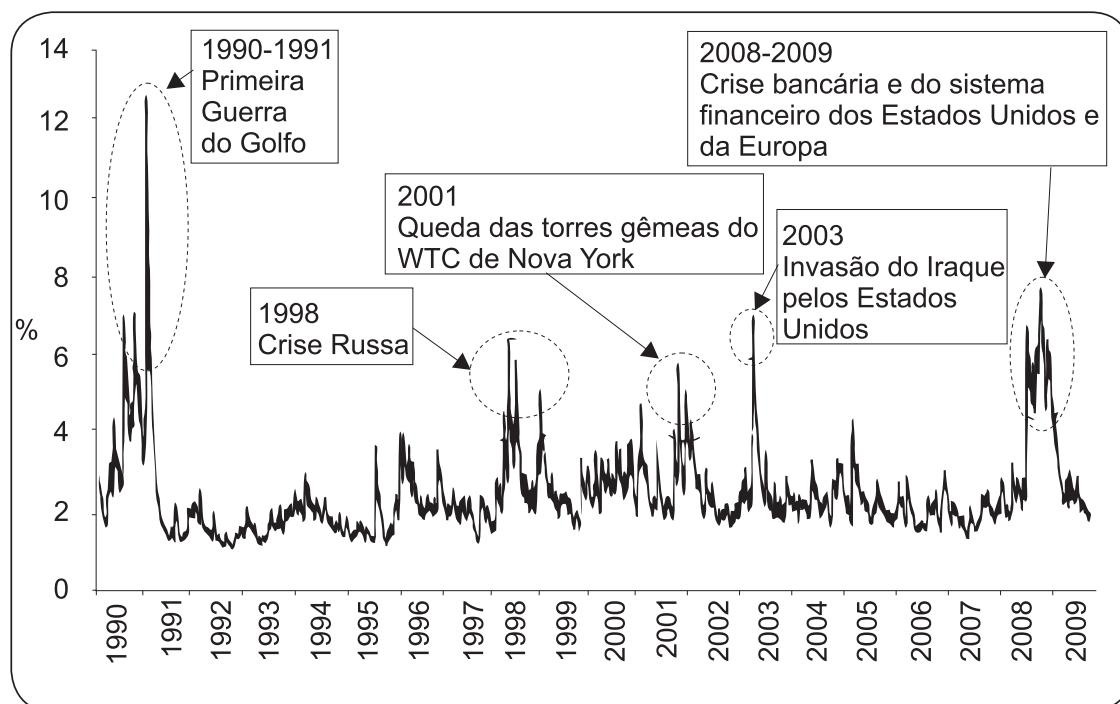
Fonte: Elaboração própria, com base em dados de IHS Cera (2008).

A indústria de equipamentos submarinos só será viável em cenários de preços de petróleo acima de US\$ 55/bbl, considerando o atual nível de custos. Caso o preço de petróleo seja inferior a esse patamar, a taxa de crescimento dessa indústria, bem como sua sustentabilidade, poderá ser questionável no longo prazo. Estima-se que o custo de produção de um campo em águas profundas no Brasil seja cerca de US\$ 60/bbl. Para preços do petróleo inferiores a esse patamar, a produção de petróleo brasileiro poderá enfrentar desafios para se manter economicamente viável. Em outras palavras, a

sustentabilidade da indústria de equipamentos submarinos e a produção de petróleo *offshore* são bem sensíveis ao preço do petróleo.

No decorrer dos últimos anos, o preço do petróleo oscilava por volta de US\$ 20/bbl a US\$ 130/bbl. O preço do petróleo e sua volatilidade são muito sensíveis a diversos acontecimentos geopolíticos, como pode ser observado no Gráfico 5.

Gráfico 5 | Volatilidade do preço do petróleo e eventos geopolíticos



Fonte: Mendes (2010).

Em virtude de sua alta volatilidade,¹⁰ torna-se de grande dificuldade a previsão de sua exata trajetória de médio prazo. Por outro lado, é mais simples prever sua tendência de longo prazo e seu intervalo de confiança probabilístico de suas possíveis trajetórias. O Gráfico 6 expõe uma previsão do intervalo de confiança (IC) do preço do petróleo a 90% até o ano de 2015 e algumas possíveis trajetórias do preço do petróleo durante esse período.

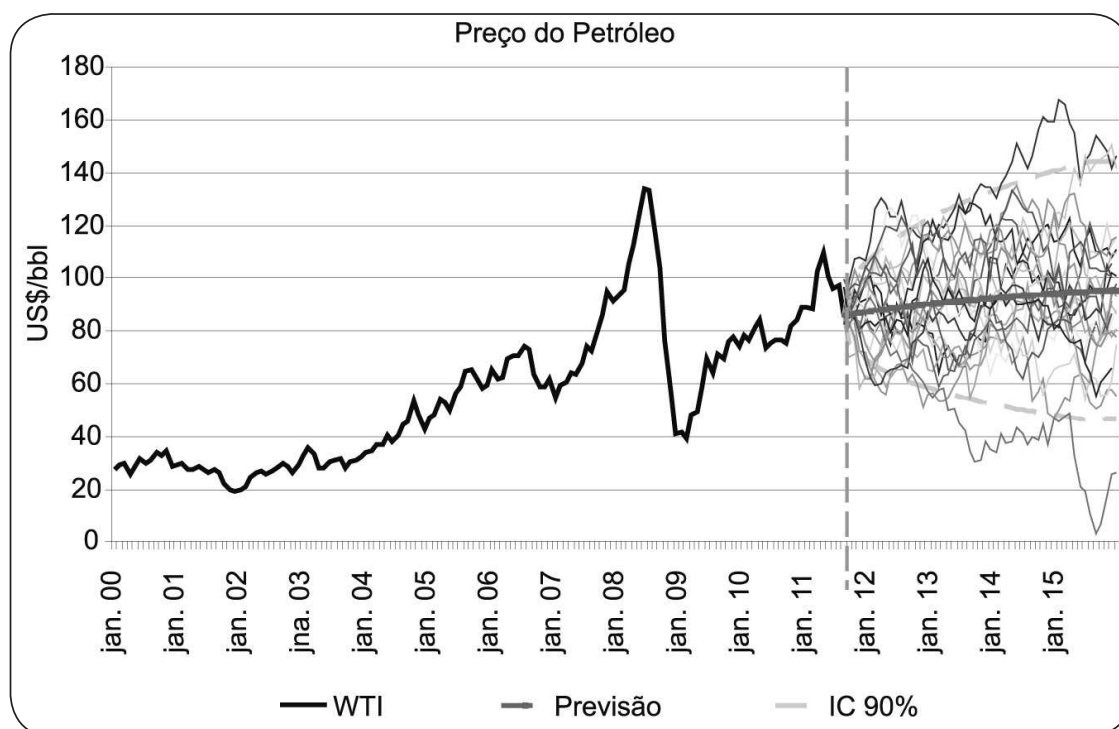
Em mais de 90% dos cenários estocásticos de preço de petróleo analisados, viabiliza-se economicamente a produção de petróleo em águas profundas no Brasil e no exterior, considerando o atual padrão tecnológico e os

¹⁰ A volatilidade do preço do petróleo é superior à da cotação de preço de diversas ações na bolsa de valores.

atuais níveis de custos do setor. Tal fato colabora para a sustentabilidade de longo prazo do mercado de equipamentos submarinos no Brasil.

A produção de petróleo no Brasil é majoritariamente em alto mar e em águas profundas. A participação do petróleo *offshore* vem crescendo sistematicamente no decorrer dos anos. Atualmente, 91% da produção de petróleo brasileira é realizada no mar, conforme indica o Gráfico 7.

Gráfico 6 | Preço do petróleo



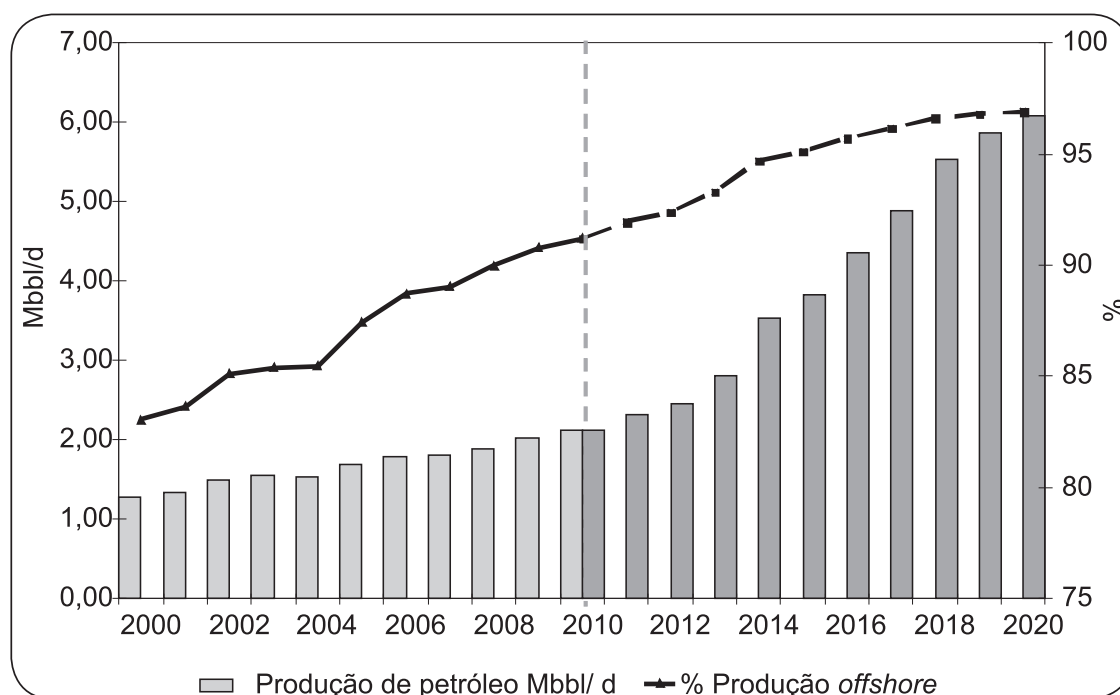
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EIA (2011).

Estima-se que até o ano 2020 cerca de 97% da produção nacional seja realizada no mar. Sendo assim, o Brasil dispõe de um grande mercado para indústria de equipamentos submarinos, tanto no curto quanto no longo prazo.

O petróleo e o gás natural continuarão sendo a principal fonte de energia mundial nos próximos vinte anos, ainda havendo quedas sucessivas de sua importância na matriz energética global. Para suprir a demanda mundial de petróleo e gás natural, será necessário incrementar a produção em águas profundas. Esse fato proporcionará uma demanda sustentável de equipamentos submarinos para o mesmo horizonte. Nesse cenário, o Brasil realizará uma atuação de destaque, uma vez que será um dos principais produtores

de petróleo *offshore* mundial e, conseqüentemente, vai se tornar um dos principais mercados de equipamentos submarinos nesse período.

Gráfico 7 | Produção de petróleo Brasil



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2011) e EPE (2011).

Mercado global de equipamentos submarinos (*subsea*)

O valor do mercado global de equipamentos submarinos está estimado na faixa de US\$ 60,5 bilhões a US\$ 94 bilhões¹¹ entre os anos de 2010 a 2015, e a maior parte desse montante estará concentrada na África e na América do Sul. Cabe destacar que o Brasil representa 98% dos investimentos que serão realizados em equipamentos submarinos na América do Sul. No caso da África, cerca de 70% dos investimentos em equipamentos submarinos estarão concentrados em Angola (44%) e na Nigéria (26%).

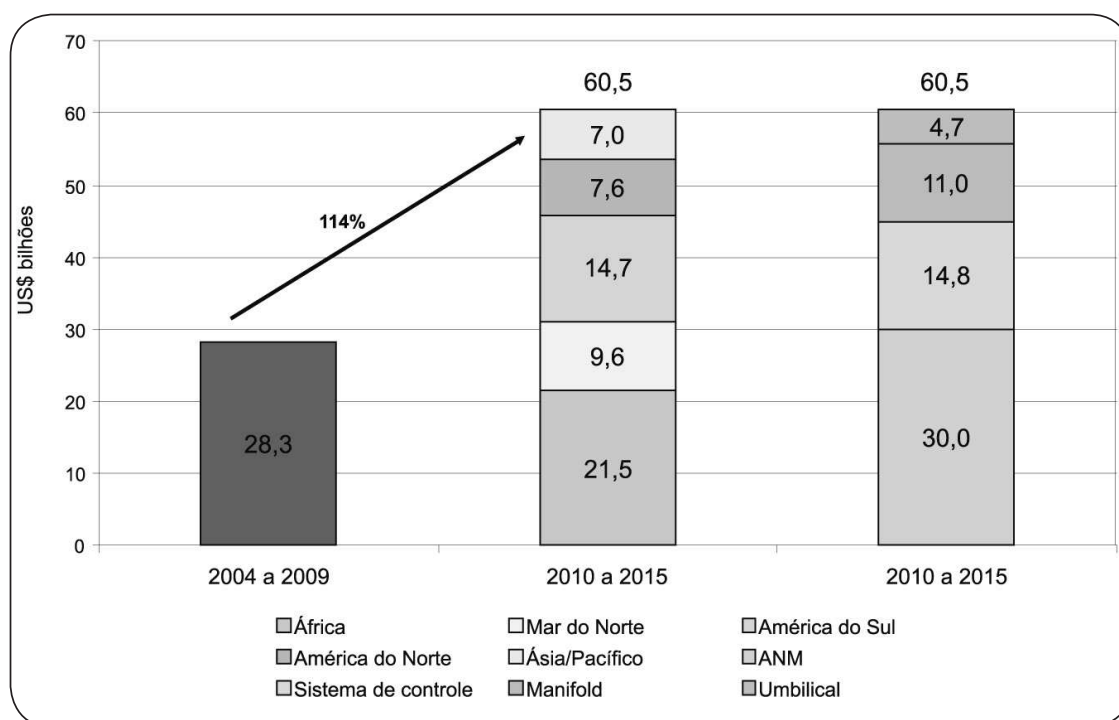
Pode ser observado, no Gráfico 8, que no período de 2004 a 2009, foram comprados cerca de US\$ 28,3 bilhões de equipamentos submarinos, e estima-se que esse mercado cresça 114% nos próximos cinco anos, passando

¹¹ A estimativa de US\$ 60,5 bilhões provém da *Quest offshore* (2010), e a estimativa de US\$ 94 bilhões da *Infield the energy analysts* (2011). De forma conservadora, será utilizada a estimativa de *Quest Offshore* para as demais análises desta seção.

para um total de US\$ 60,5 bilhões. Desse montante, praticamente a metade será direcionada para aquisição de equipamentos do tipo ANM.

O mercado de equipamentos submarinos estará concentrado em poucos países, entre os quais os principais serão Brasil, Angola, Nigéria e Estados Unidos (Golfo do México), com 61% do mercado. Até o ano de 2015, a maior parte dos investimentos em *subsea* será destinada à África, porém, além desse horizonte, espera-se que o mercado brasileiro supere o africano. No Gráfico 9, pode-se observar a distribuição do mercado global por região e por tipo de equipamento.

Gráfico 8 | Investimento global em *subsea*



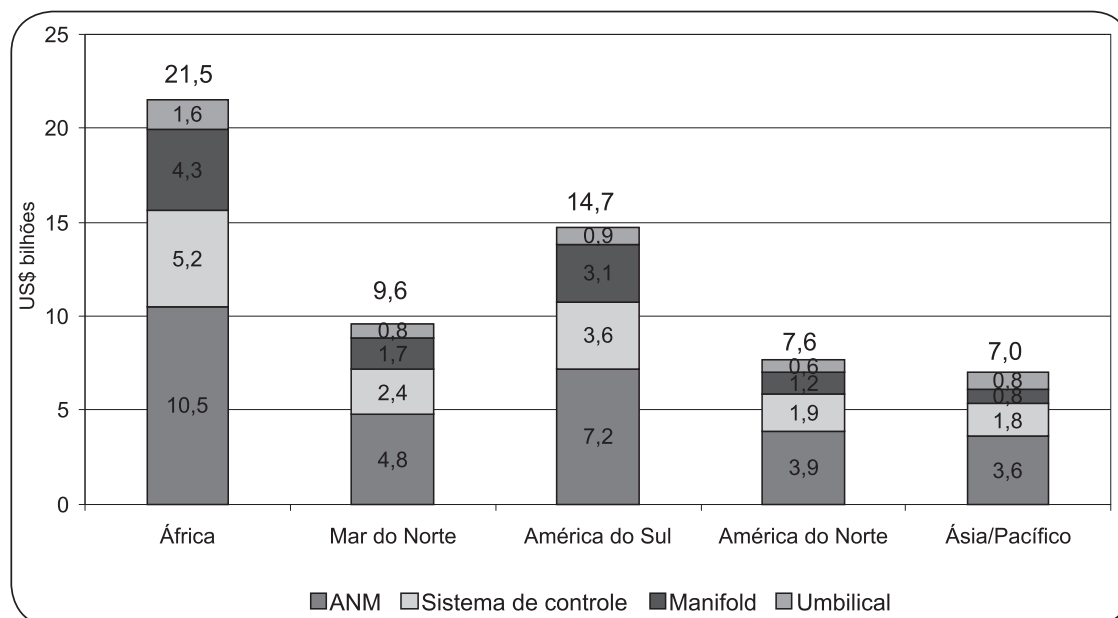
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da *Quest Offshore* (2010).

Diversas empresas serão demandantes desses equipamentos submarinos para produção de petróleo e gás natural *offshore*. É provável que a Petrobras seja a operadora que vai desembolsar o maior montante dos recursos destinados a esse mercado (16%), conforme pode ser verificado no Gráfico 10.

Embora a demanda por equipamentos submarinos seja dispersa, não se pode afirmar o mesmo em relação à sua oferta. Os mais importantes equipa-

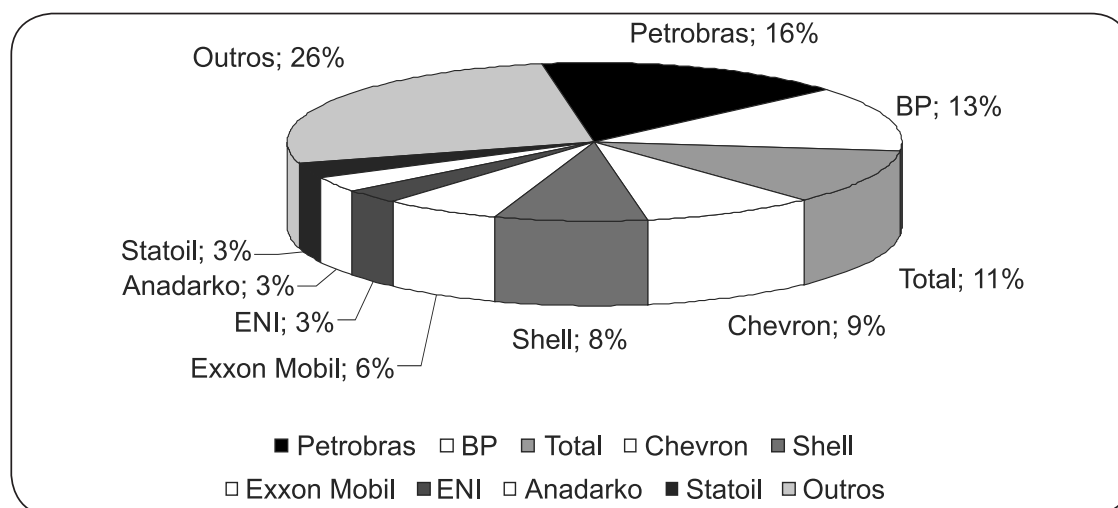
mentos submarinos, quanto ao valor, são a ANM e o *manifold*,¹² pois cerca de 50% do montante será gasto em suas aquisições. No mundo, existem cinco grandes fabricantes de ANM e *manifold*: FMC, Cameron, GEOG-Vetco, Aker Solutions e Dril-Quip. A Cameron e a FMC detêm cerca de 70% do mercado global de ANM, conforme o Gráfico 11.

Gráfico 9 | Investimento em *subsea* por região – 2010-2015



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da *Quest offshore* (2010).

Gráfico 10 | Investimento global em *subsea* por operador

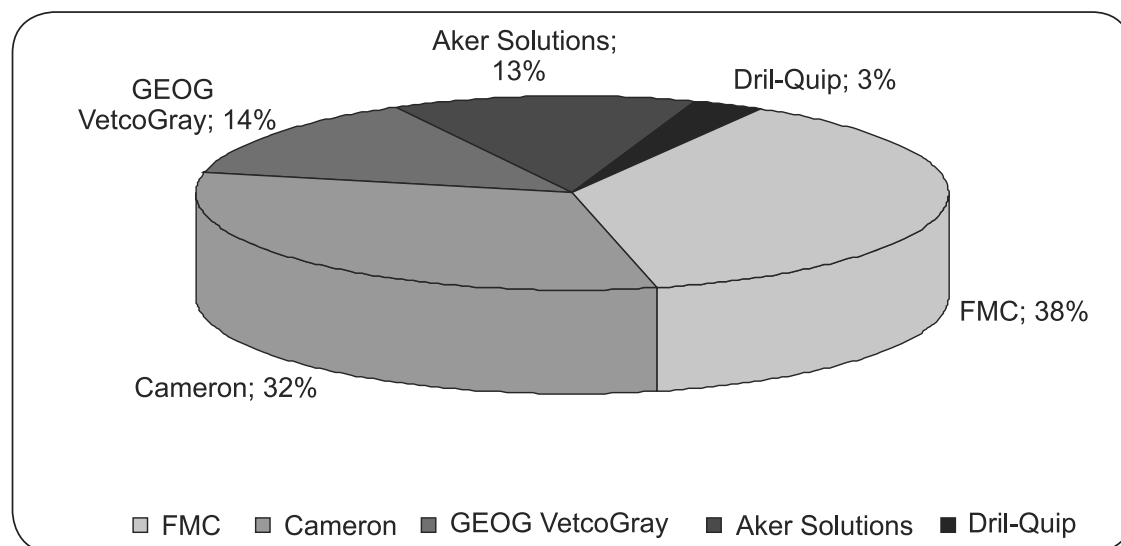


Fonte: *Infield the energy analysts* (2011).

¹² Os processos de produção de ANM e *manifold* são praticamente os mesmos, ou seja, a linha de fabricação é flexível para fabricar tanto um quanto o outro. Por essa razão, todos os fornecedores de ANM são também fornecedores de *manifold*. Cabe destacar que a indústria trabalha com uma unidade chamada de ANM equivalente, por se tratar de uma unidade que engloba ANM e *manifold*.

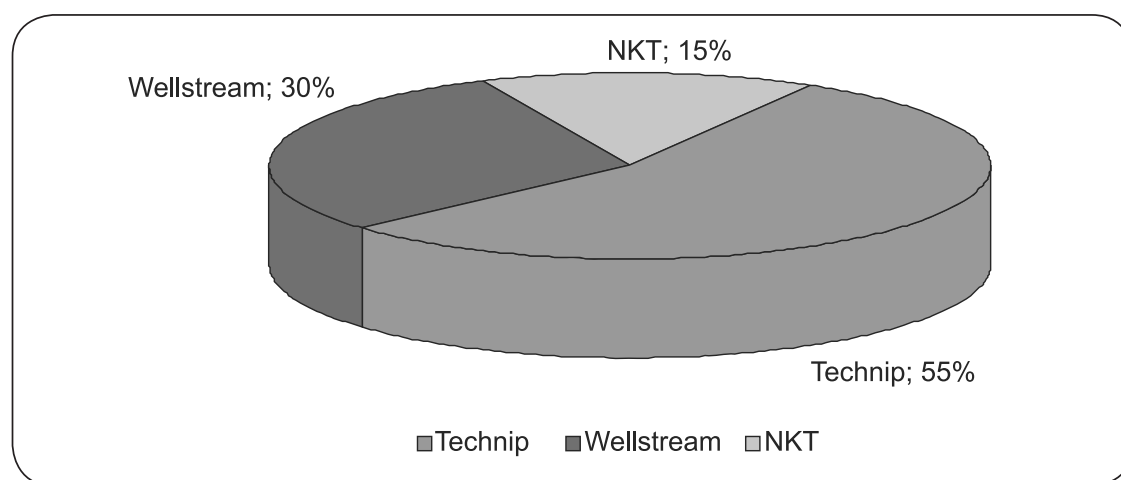
A estrutura concentrada também se repete no mercado de linhas flexíveis. Neste mercado, a demanda é dispersa, ou seja, existem vários demandantes e, pelo lado da oferta, há poucos ofertantes. O mercado de linhas flexíveis é oligopolizado por praticamente três empresas: Technip, Wellstream e NKT. No Gráfico 12, pode ser observado o *market share* global de cada empresa.

Gráfico 11 | *Market share* global: árvore de natal molhada e *manifold*



Fonte: *Infield the energy analysts* (2011).

Gráfico 12 | *Market share* global: linha flexível



Fonte: Elaboração própria.

Com base nessas informações, pode-se concluir que o mercado global de equipamentos submarinos se distingue por um intenso crescimento de

demanda no Brasil, Angola, Nigéria e Estados Unidos (Golfo do México), em contraste com a redução da importância do mercado do Mar do Norte. A estrutura de mercado é caracterizada por poucas empresas pelo lado da oferta, ou seja, a estrutura é oligopolizada para o fornecimento dos principais equipamentos submarinos. Já pelo lado da demanda, o mercado é constituído por vários demandantes, em geral grandes multinacionais, entre elas algumas das maiores empresas do mundo.

Mercado brasileiro de equipamentos submarinos

O Brasil deve atingir a marca de seis milhões de barris por dia de produção de petróleo no ano de 2020, e pelo menos 97% dessa produção será no mar. A produção de petróleo brasileira deve crescer entre 2010 a 2020 cerca de 180%, e a produção *offshore* aumentará ao menos 200% nesse período. Portanto, a perspectiva para demanda de equipamentos submarinos no país é expressiva e sustentável no longo prazo e está avaliada em mais R\$ 50 bilhões até 2020.

O mercado brasileiro de equipamentos submarinos está estimado no médio prazo em aproximadamente US\$ 14 bilhões entre os anos 2010 e 2015. A estrutura de mercado dos principais equipamentos submarinos é de oligopólio, caracterizada por poucos ofertantes. Pelo lado da demanda, por sua vez, o mercado ainda é composto por praticamente um só demandante (monopsônio), a Petrobras. Ainda que tenham entrado outros operadores após a quebra do monopólio no fim do século passado, estes, em muitos casos, preferem se associar à Petrobras como operadora. Os fornecedores dos principais equipamentos submarinos, aqueles com maior valor agregado e de maior conteúdo tecnológico, são empresas estrangeiras com unidades fabris no Brasil, com exceção de uma empresa de capital nacional.

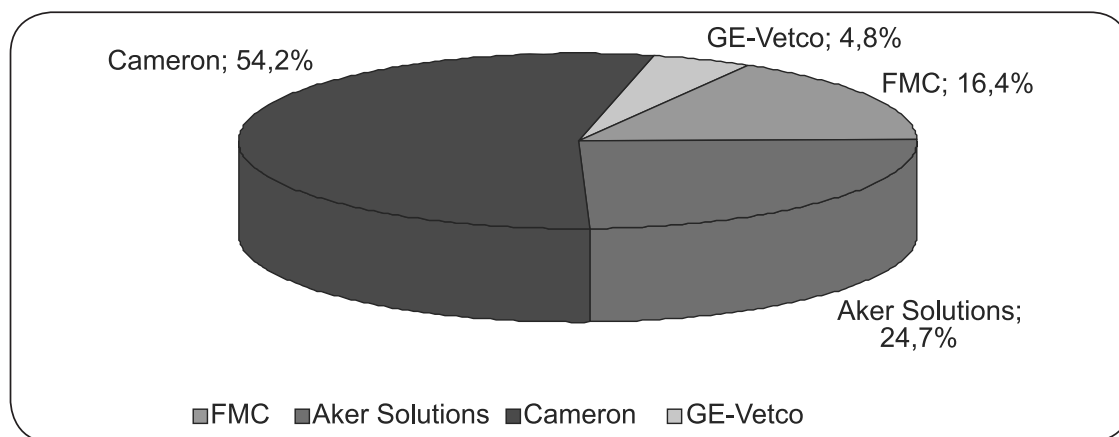
A seguir serão expostos o *market share* dos fabricantes e o balanço de oferta e demanda dos principais equipamentos submarinos no mercado brasileiro.

Árvore de Natal Molhada (ANM) e Manifold (MNF)

Atualmente, no Brasil, existem quatro empresas fornecedoras de ANM e *manifold*: Aker Solutions, FMC, Cameron e GE-Vetco. Todas as empresas

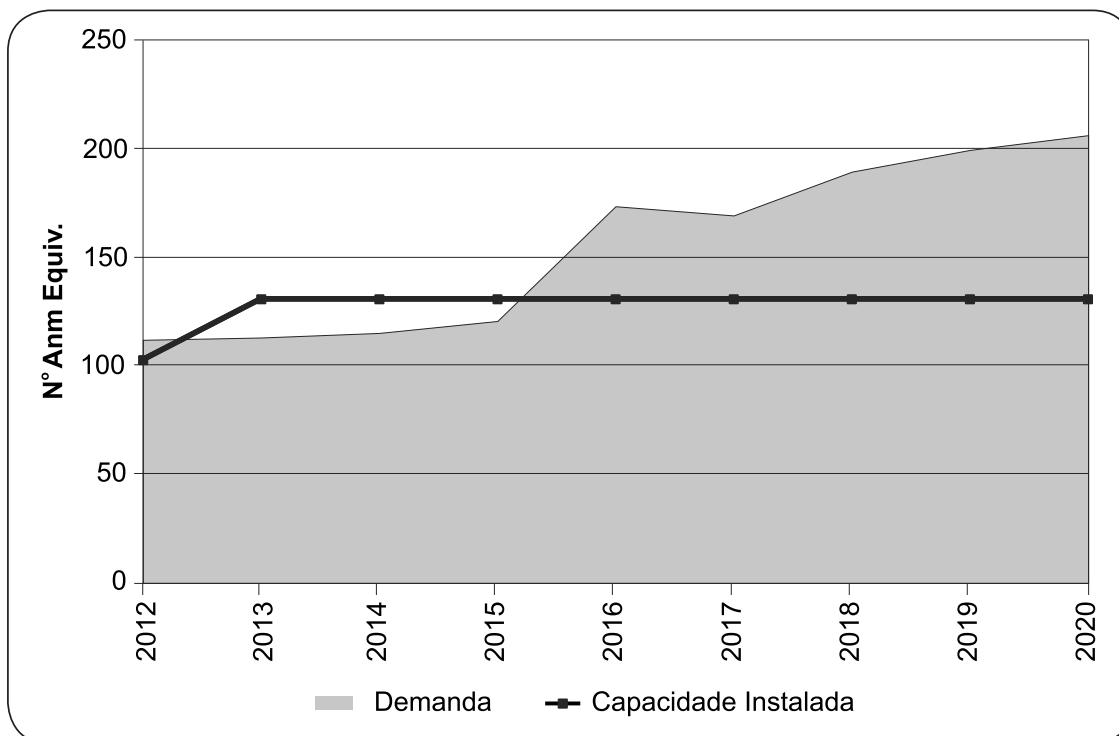
são estrangeiras, com unidades nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Paraná. O principal cliente dessas empresas é a Petrobras. O *market share* de cada uma é mostrado no Gráfico 13.

Gráfico 13 | *Market share* Brasil: árvore de natal molhada e *manifold*



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 14 | Balanço de oferta e demanda: ANM e *manifold*



Fonte: Elaboração própria.

No Brasil, a Cameron destaca-se como líder do mercado doméstico e, com a Aker Solutions, perfaz mais de 78% do mercado nacional de ANM e *manifold*.

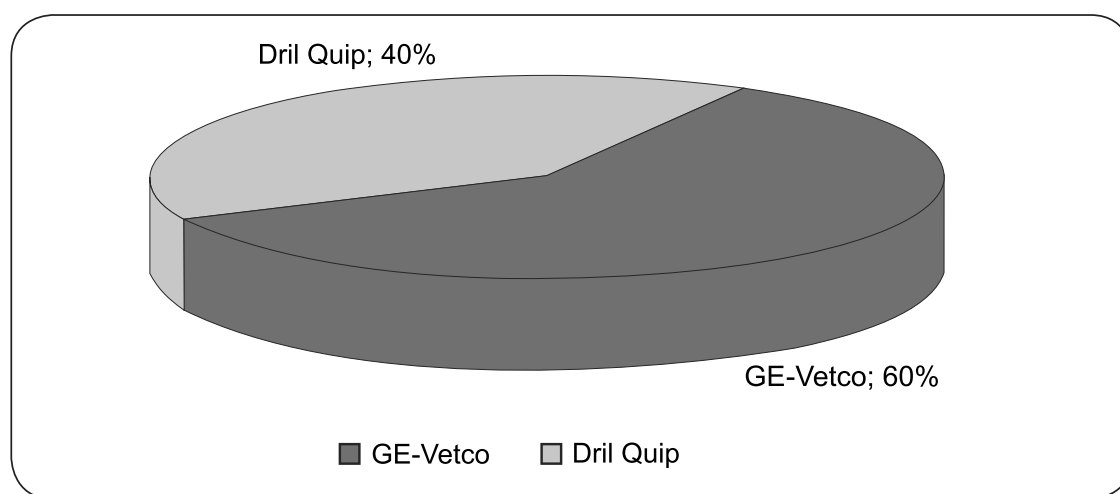
A demanda nacional por esses equipamentos é crescente ao longo do tempo, o que exigirá investimentos na ampliação da capacidade produtiva nacional para atender às necessidades das operadoras de petróleo no Brasil, em especial da Petrobras. O balanço de oferta e demanda de ANM demonstra essa necessidade (Gráfico 14).

Nota-se que a demanda por ANM e *manifold* crescerá 217% entre os anos de 2010 e 2020. Se não houver novos investimentos, será necessário importar esses equipamentos. Caso contrário, os preços internos de ANM poderão subir ou até mesmo provocar atrasos na entrada de produção de alguns projetos de petróleo e gás natural.

Cabeça de poço

No Brasil, o mercado de cabeça de poço atualmente é centrado em dois fornecedores: GE-Vetco e Dril-Quip. Ambas as empresas são estrangeiras estabelecidas no país. A primeira tem unidade fabril em São Paulo e a segunda, no Rio de Janeiro. O principal cliente de cada uma dessas empresas é a Petrobras. No Gráfico 15, é exibido o *market share* de cada empresa.

Gráfico 15 | *Market share* Brasil: cabeça de poço



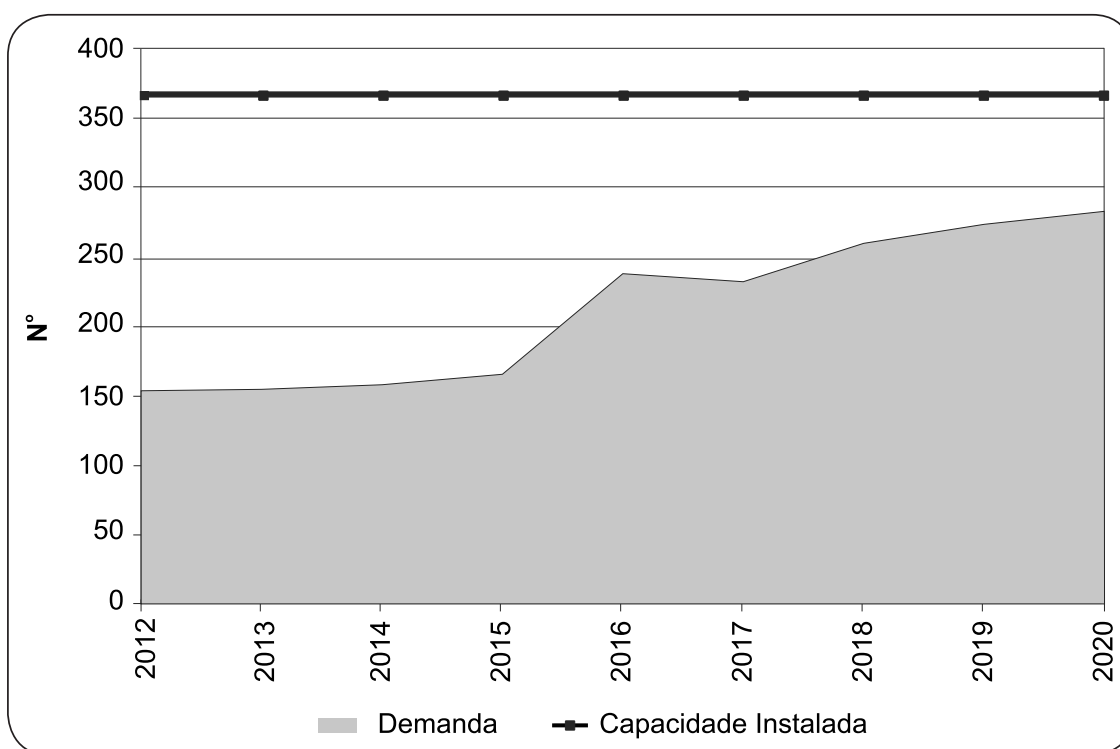
Fonte: Elaboração própria.

O mercado de cabeça de poço é caracterizado por um duopólio, no qual a GE-Vetco tem 60% de *market share*.

A capacidade instalada para a fabricação de cabeça de poço é mais do que o suficiente para atender à demanda interna tanto no médio quanto no longo prazo, conforme demonstrado no balanço de oferta e demanda (Gráfico 16).

Ainda que a demanda de cabeça de poço cresça no decorrer do tempo, não haverá necessidade de novos investimentos em ampliação para atender às necessidades dos operadores de petróleo e gás natural no país.

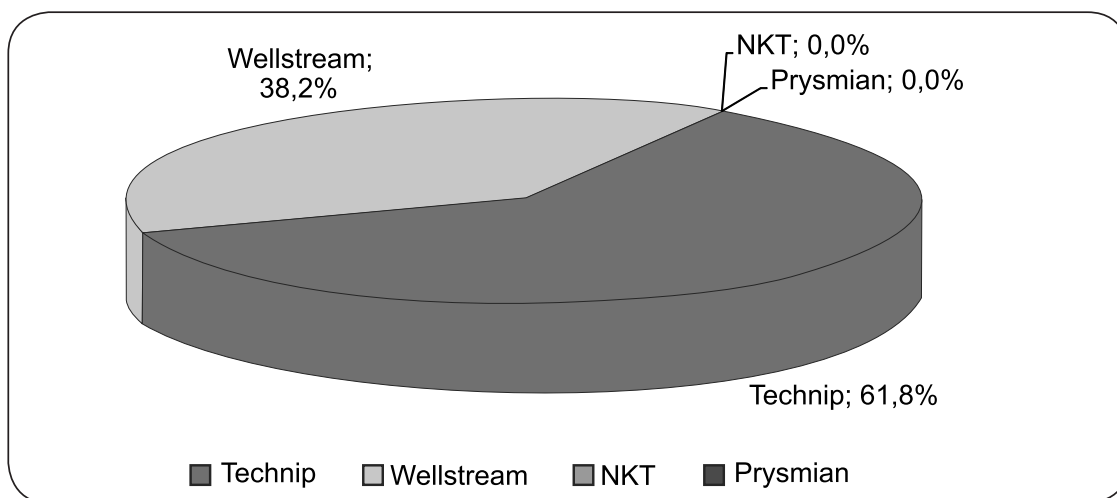
Gráfico 16 | Balanço de oferta e demanda Brasil: cabeça de poço



Fonte: Elaboração própria.

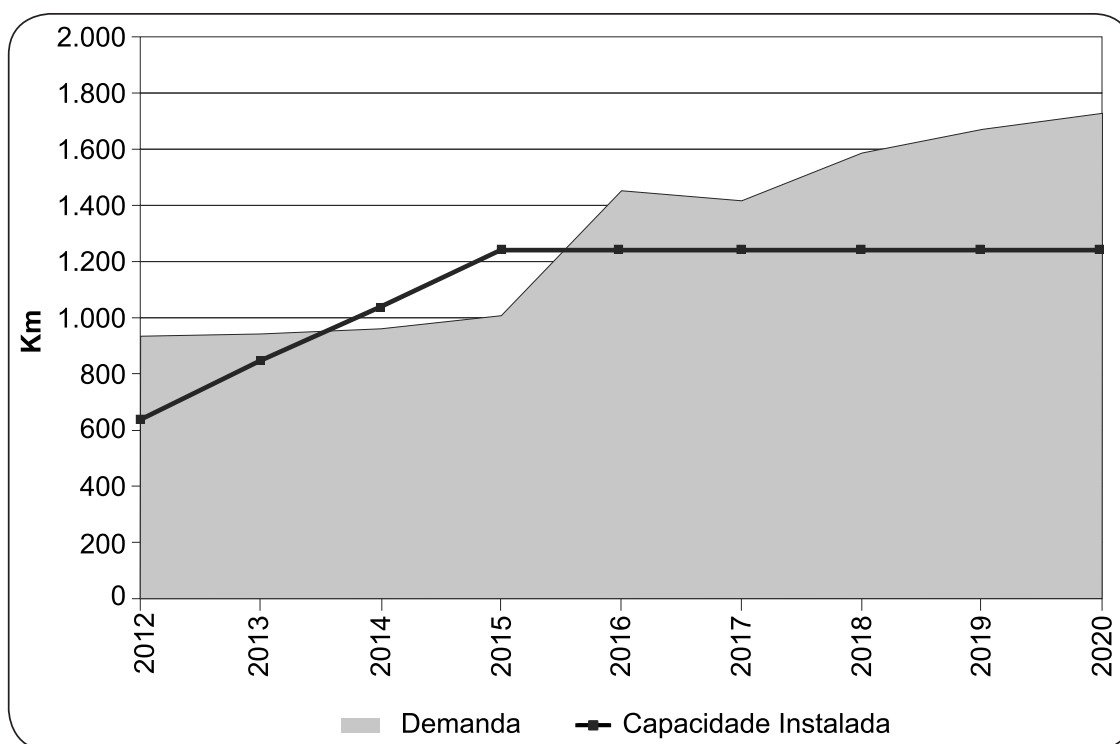
Linha flexível

Atualmente, o mercado interno de linhas flexíveis é caracterizado por um duopólio. Os atuais fornecedores desse segmento são: Technip e Wellstream, ambas empresas estrangeiras estabelecidas no país. A primeira com unidade instalada no Espírito Santo, e a outra no Rio de Janeiro. O principal cliente das duas empresas é a Petrobras. O *market share* desse mercado é exibido no Gráfico 17.

Gráfico 17 | *Market share* Brasil: linha flexível

Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 18 | Balanço de oferta e demanda Brasil: linha flexível



Fonte: Elaboração própria.

Hoje, a Technip tem quase 62% do mercado nacional de linhas flexíveis. Por outro lado, está prevista para os próximos anos a entrada no mercado de duas empresas, Prysmian e NKT, e também uma nova unidade da Technip.

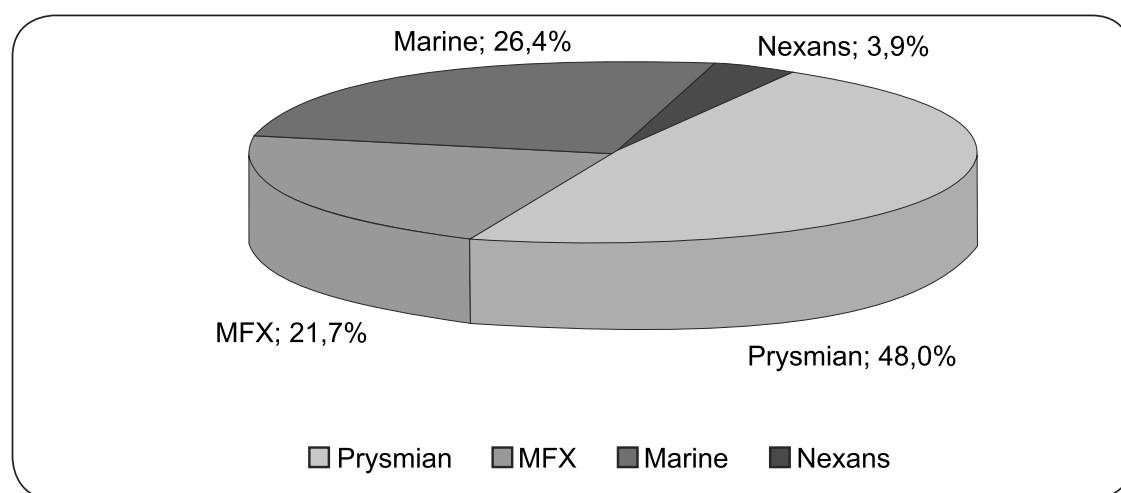
O balanço de oferta e demanda de linhas flexíveis demonstra a necessidade de investimentos em ampliação da capacidade produtiva já no curto prazo, a fim de atender à demanda crescente ao longo dos anos. Adiante, pode ser observado o balanço de oferta e demanda no decorrer do tempo (Gráfico 18).

A capacidade produtiva nacional deve crescer com a entrada da Prysmian e da NKT nesse mercado a partir do ano de 2013. Além disso, estima-se que a Technip ampliará sua capacidade instalada no ano de 2015. Ademais, haverá necessidade de mais uma ampliação da capacidade produtiva nacional a partir do ano de 2016. Caso contrário, a indústria local não poderá atender à demanda interna em sua plenitude.

Umbilical

O mercado de umbilicais é o único que tem uma empresa brasileira entre os demais atores dessa indústria. Atualmente, esse mercado é dividido entre quatro empresas: Prysmian, MFX, Mariene e Nexans. Todas as empresas dispõem de unidades no Brasil, mas somente a MFX tem controle nacional. As unidades fabris desse mercado estão localizadas nos estados do Espírito Santo, Bahia e Rio de Janeiro. Novamente, o principal cliente dessas empresas é a Petrobras. O *market share* de cada empresa é exibido no Gráfico 19.

Gráfico 19 | *Market share* Brasil: umbilical

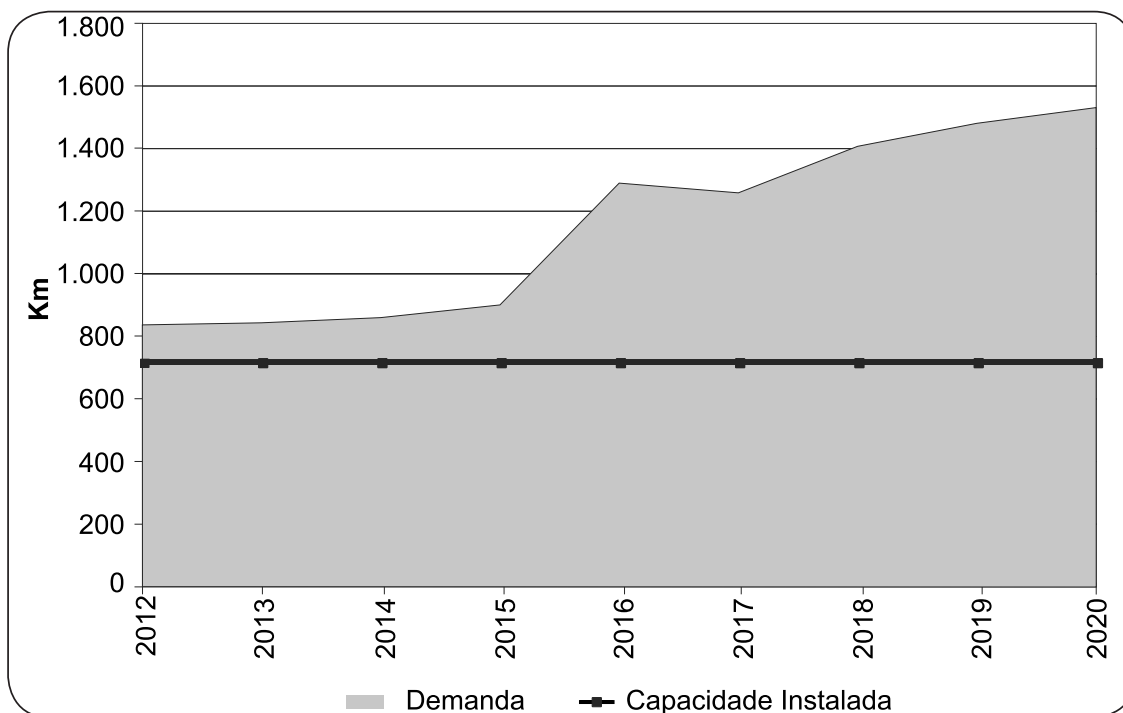


Fonte: Elaboração própria.

A Prysmian detém 48% do *market share* nacional, e a MFX quase 22% de participação neste mercado.

A atual capacidade instalada no país não será suficiente para atender a toda a demanda de médio e longo prazo que as empresas operadoras vão exigir. Haverá necessidade de ampliação da capacidade produtiva de umbilicais, ao longo do tempo, conforme demonstrado no balanço de oferta e demanda inserido no Gráfico 20.

Gráfico 20 | Balanço de oferta e demanda Brasil: umbilical



Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que a demanda por umbilicais crescerá 219% entre os anos de 2010 e 2020. Caso não haja novos investimentos, será necessário importá-los, ou então haverá atraso na entrada de produção de alguns campos de petróleo e gás natural.

Conclusão

As indústrias de petróleo e de equipamentos submarinos continuarão sendo sustentáveis por mais de vinte anos, uma vez que o petróleo e o gás natural permanecerão como as principais fontes de energia no mercado global. Para atender à demanda mundial de petróleo, será necessária a produção de petróleo não convencional, especialmente em águas profundas, em que o Brasil será um dos maiores produtores. Por consequência, a demanda

por equipamentos submarinos no mercado brasileiro será uma das maiores do mundo. Embora esse mercado seja muito promissor, ele é sensível ao preço do petróleo. Em cenários de preços baixos, sua sustentabilidade fica comprometida em relação aos níveis atuais de custos da indústria *offshore* de petróleo e gás natural.

O mercado mundial dos principais equipamentos submarinos é composto por poucas empresas pelo lado da oferta, ou seja, sua estrutura é oligopolizada. Em contraste, pelo lado da demanda, existem várias empresas que necessitam desses equipamentos. Normalmente, trata-se de grandes multinacionais, algumas delas estão entre as maiores do mundo.

O Brasil será um dos grandes produtores de petróleo *offshore* do mundo. A expectativa em relação à demanda de equipamentos submarinos é vultosa ao longo dos próximos vinte anos. O mercado de equipamentos submarinos está avaliado em mais de R\$ 50 bilhões até o ano de 2020. Atualmente, os mercados dos principais equipamentos submarinos são também oligopolizados no Brasil pelo lado da oferta. Porém, pelo lado da demanda, esse mercado ainda depende praticamente de um só demandante (monopsônio), mesmo com a entrada de outros operadores depois da quebra do monopólio no fim do século passado. As empresas fornecedoras dos principais equipamentos submarinos, com maior valor agregado e de maior conteúdo tecnológico, são todas elas estrangeiras com unidades fabris no Brasil, à exceção apenas de uma empresa de capital nacional, focada na fabricação de umbilicais.

Para atender à demanda de equipamentos do tipo ANM, linhas flexíveis e umbilicais, haverá necessidade de novos investimentos para aumentar a capacidade produtiva ao longo do tempo. Alguns fabricantes estão planejando ampliar sua capacidade instalada nos próximos anos. Em breve, três novas plantas de linhas flexíveis devem ser implantadas, bem como deve ser ampliada a capacidade instalada para fabricação de ANM. Já a atual oferta para suprir a demanda por cabeça de poço é suficiente tanto no curto quanto no longo prazo.

Os investimentos de expansão poderão ser realizados pelos atuais atores do setor ou por novos entrantes, uma vez que a necessidade de investimento é vultosa no curto e no longo prazo. Alguns dos novos entrantes poderão ser empresas nacionais fornecedoras das empresas multinacionais instaladas no país, permitindo que estas passem a entregar o equipamento submarino completo e não um simples componente do produto final. Além disso,

também poderão ser estimuladas algumas empresas nacionais a ingressar em segmentos que não atuam na própria indústria de equipamentos para o setor de petróleo e gás. Ademais, há a possibilidade de algumas empresas de outros setores passarem a ser também fornecedoras de equipamentos submarinos para indústria de óleo e gás. Para que isso se torne realidade, é necessária maior capacitação e desenvolvimento tecnológico por parte dos possíveis novos entrantes nacionais no mercado de equipamentos submarinos. Dessa forma, no futuro, haveria maior adensamento da cadeia produtiva de petróleo e gás *offshore* nacional e maior agregação de valor para o país.

Referências

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. *Produção Nacional de Petróleo e LGN (barris equivalentes de petróleo)*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=59236&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebu st=1332773504056>>. Acesso em: set. de 2011.

BP – BRITISH PETROLEUM. *BP Energy outlook 2030 summary tables*. In: BP – BRITISH PETROLEUM. *BP Energy outlook 2030*. Disponível em: <<http://www.bp.com/energyoutlook2030>>. Acesso em: set. de 2011.

_____. *Energy Outlook 2030 Booklet*. In: BP – BRITISH PETROLEUM. *BP Energy outlook 2030*. Disponível em: <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/O/2012_2030_energy_outlook_booklet.pdf>. Acesso em: set. de 2011.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Spot Price – WTI*. Disponível em: <http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm>. Acesso em: set. de 2011.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. MME/EPE 2011. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>>. Acesso em: set. de 2011.

ESTEFEN, T. P. *et al.* *Subsea production system for gas field offshore Brazil*. Projeto apresentado na International Student Offshore Design Competition 2005 – Departamento de Arquitetura Naval e Engenharia Oceânica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/53576529/12/Pipe-Line-End-Manifold-PLEM>>. Acesso em: 9 de set. de 2011.

FMC TECHNOLOGIES. *Subsea wellheads*. Disponível em: <<http://www.fmctechnologies.com/en/SubseaSystems/Solutions/SubseaOnDemand/Wellheads.aspx>>. Acesso em: 10 de set. de 2011.

IHS CERA. Apresentação Global IHS CERA Scenarios and World Oil Markets. Apresentação realizada na IV Eurasian Energy Forum Kazenergy de 25 de setembro de 2008.

INFIELD THE ENERGY ANALYSTS. Subsea Market Report to 2015. 2011. Disponível em: <<http://www.infield.com/brochures/subsea-oil-gas-market-forecast-report.pdf>>. Acesso em: 10 de set. de 2011.

MENDES, A. P. A. *Os efeitos da geopolítica na volatilidade do preço do petróleo*. Rio Oil & Gas Expo and Conference, 15, 2010, Rio de Janeiro. Trabalhos técnicos. Trabalho IBP2551_10. Bloco 5 - Perspectivas Jurídicas e Econômicas. Disponível em: http://200.189.106.137/contemporary/sysbibli_anexos/IBP2551_10.pdf

QUEST OFFSHORE RESOURCES, Inc. Apresentação Subsea Market Quest Subsea Database Q3 2010 Update, de 17 novembro de 2010.

TAVARES, J. C. V. *et al. Apostila de equipamentos submarinos*. 2008. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAABKGUAH/apostila-equipamentos-submarinos>>. Acesso em: 10 de setembro de 2011.

THOMAS, J. E. *et al. Fundamentos de engenharia de petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

YONG, B.; QIANG, B. *Subsea engineering handbook*. Houston: Elsevier, 2010.